Sonderanalysen Winter 2022/2023

Ergebnisse & Empfehlungen

05.09.2022









Aufgabenstellung

Die vier regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber sind vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) beauftragt worden, Sonderanalysen für den Winter 2022/23 durchzuführen. In drei unterschiedlichen Szenarien mit jeweils zunehmend kritischeren Prämissen (+, ++, +++) wurde darin die Stromversorgungssituation im Winter 2022/23 aus zwei Perspektiven untersucht: Zum einen von der **Frage** ausgehend, **ob die Stromnachfrage gedeckt ist (Leistungsbilanz)** und zum anderen von der **Frage der Netzsicherheit (Transmission Adequacy).**

Im Vergleich zur ersten Sonderanalyse (März bis Mai 2022), in der Berechnungen mit dem Fokus auf Gaseinsparungen im Vordergrund standen, widmet sich diese zweite Sonderanalyse deutlich schärferen Annahmen: Dies insbesondere mit Blick auf nicht zu Verfügung stehender Kraftwerkskapazität in Deutschland und Europa und mit dem Ziel der Identifizierung von unterschiedlich ausgeprägten Stresssituationen für die Stromnachfrage und die Netzsicherheit. Dafür wurde im mittleren Szenario (++) eine Sensitivitätsanalyse der Auswirkungen des Streckbetriebs (Betrieb bis zum Verzehr der beladenen Brennelemente im ersten Quartal 2023) der Kernkraftwerke Emsland, Isar und Neckarwestheim durchgeführt.

Zudem wurden für die identifizierten Stresssituationen weitere grundsätzliche Handlungsempfehlungen erarbeitet.



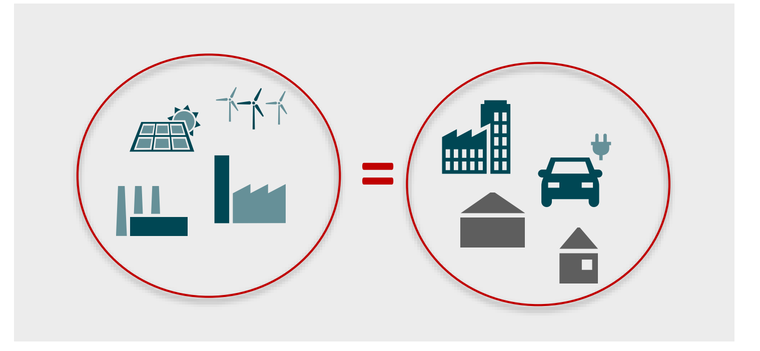






Untersuchungsansatz Stromnachfrage (Last)

Leistungsbilanz-Betrachtung



Zielsetzung:

- Bestimmung der **bilanziellen Lastdeckung** in einem Marktgebiet
- Kann die **Nachfrage** nach elektrischer Energie **jederzeit gedeckt werden**?

Methodisches Vorgehen in der Sonderanalyse zum Winter 2022/23:

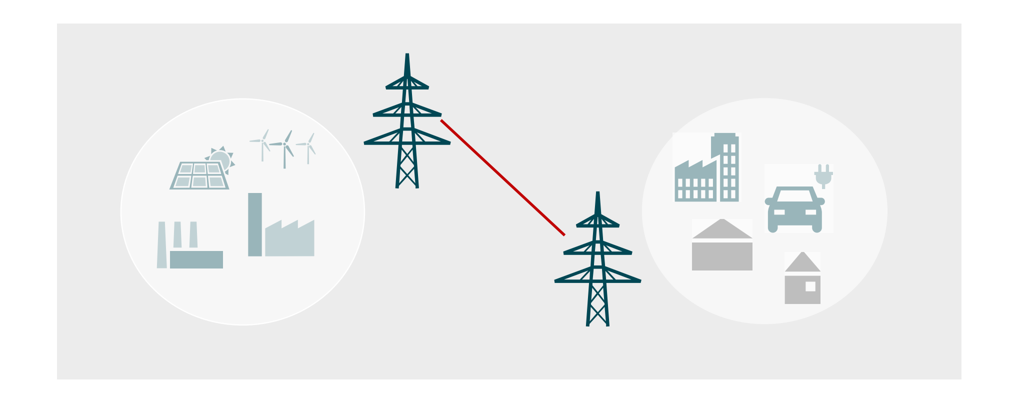
- **Leistungsbilanzbetrachtung** eines ausgewählten Jahres in stündlicher Auflösung von Last, EE-Erzeugung, Verfügbarkeiten des konventionellen, disponiblen Erzeugungsparks.
- Markt-simulative Ermittlung des Einsatzes der konventionellen, disponiblen Erzeugung in Europa.
- Einsatz der **dargebotsabhängigen EE-Erzeugung** auf Basis der stündlichen Auflösung der relevanten Wetterdaten (Wind, Solar) des historischen **Wetterjahres 2012.**
- **Lastunterdeckung** liegt in den Stunden vor, in denen die Nachfrage weder durch inländische Erzeugung noch Importe aus dem Ausland bilanziell gedeckt werden kann.
- Hinweis: Es wurde **keine Anpassung der Last an Knappheitssignale/hohe Preise** simuliert.

Aussagekraft der Ergebnisse:

- **Die berechnete Lastunterdeckung in einer Stunde des Betrachtungszeitraums ist ein deterministischer Wert, der insbesondere durch die Nichtverfügbarkeiten der Erzeugungsanlagen und die Wetterverhältnisse des Wetterjahres 2012 mit ausgeprägter Kälteperiode im Februar in dieser Stunde bestimmt wird.**
- Hinweis: Die Ableitung der Leistungsbilanzbetrachtung auf Basis nur eines Jahreslauf ist nur wenig repräsentativ. Üblicherweise wird sie durch eine probabilistische Betrachtung von Kombinationen einer Vielzahl von Wetterjahren mit einer Vielzahl von stochastischen Nichtverfügbarkeiten konventioneller Erzeugungsanlagen in stündlicher Auflösung ermittelt.

Untersuchungsansatz Netz

Netzsicherheits-Betrachtung für Deutschland



Zielsetzung:

- **Bestimmung** eines **engpassfreien, sicheren Netzzustands** im deutschen Marktgebiet
- Kann die elektrische Energie zur Erfüllung der Nachfrage jederzeit unter Wahrung der Netzsicherheit von den Erzeugungsanlagen zu den Stromverbrauchszentren transportiert werden?

Methodisches Vorgehen in der Sonderanalyse zum Winter 2022/23:

- Ermittlung der notwendigen **Eingriffe in den Markteinsatz** von Erzeugungsanlagen zur Herstellung eines sicheren Netzzustands.
- Bestimmung des zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit **erforderlichen Redispatch-Potentials** in Deutschland und Europa.
- Dimensionierung auf Basis von Netzanalysen (Lastflussberechnungen und -optimierungen) für **kritische Netzsituationen – sogenannte Grenzsituationen.**

Aussagekraft der Ergebnisse:

- Die Netzsicherheits-Berechnung ermittelt das für Deutschland **erforderliche Redispatch-Potenzial** in Form von **Kraftwerken der Netzreserve im Inland** und der zu sichernden **Redispatch-Potenziale im Ausland** zur Beherrschung der identifizierten kritischen Grenzsituation.
- Annahme: Die Dimensionierung des Redispatch-Potenzials zur Herstellung der Netzsicherheit in einer kritischen Grenzsituation deckt grundsätzlich auch alle anderen Netzsituationen im Betrachtungszeitraum der Analyse durch den (teilweisen) Einsatz dieses Potenzials ab.
- Hinweis: Diese Analyse stellt ein etabliertes Verfahren dar, das routinemäßig jährlich im Frühjahr in der so genannten „Bedarfsanalyse“ veröffentlicht wird.



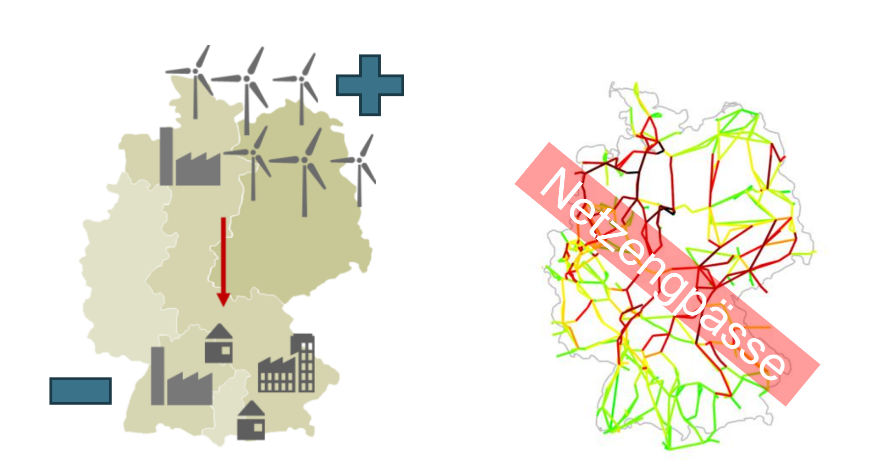






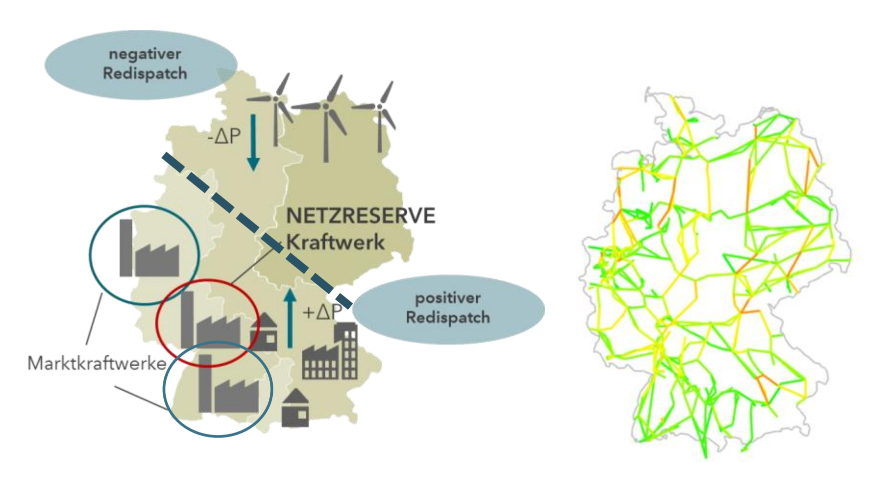
Wirkungsweise von Redispatch zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit

Ausgangssituation: Engpässe im Deutschen Netz



- **Nord-DE:** Stromerzeugungs-Überschuss (Wind / Kraftwerke), **Süd-DE:** hohe Last
  → im Nordosten zu viel / im Südwesten zu wenig
- Nordost/Südwest Übertragung leitungsgebunden
- Engpässe im Netz → Angespannte Netzsituation / Leitungen überlastet
- Handelsexporte verschärfen durch den Energie-Transit die nationalen Engpässe

Behebung der Engpässe durch Redispatch



- **Engpassbehebung** durch:
  - **Negativen Redispatch**
    Absenkung der Stromerzeugung (Wind / Kraftwerke) im Norden / Osten
  - **Positiven Redispatch**
    Hochfahren von Stromerzeugung im Süden / Westen durch Marktkraftwerke und Netzreservekraftwerke + zusätzliche Kraftwerke im Ausland, falls Hochfahrpotenzial in Deutschland nicht ausreichend
- Durch Energieausgleich engpassfreies Netz ohne Überlastungen









Übersicht Analyseumfang und Eingangsparameter

Grundlage aller Sonderanalysen ist die

Bedarfsanalyse 2022 t+1 gem. § 3 Abs. 2 NetzResV

Untersuchungsansatz Last  **Gibt es ein Risiko der Lastunterdeckung aufgrund unzureichender Erzeugungskapazitäten?**

Untersuchungsansatz Netz  **Ist die Netzsicherheit gegeben?**

Untersuchungsansatz: Gasverbrauchsreduktion im Stromsektor

Geprüfte Maßnahme: Szenario (++) mit KKW -Streckbetrieb

Annahmen	Bedarfsanalyse 2022	Sonderanalyse 1	Sonderanalyse 2 Szenario (+)	Sonderanalyse 2 Szenario (++)	Sonderanalyse 2 Szenario (+++)
Max. KKW Verfügbarkeit in FR:	61 GW	51 GW	45 GW	45 GW	40 GW
Marktrückkehrer aus Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft: Verfügbarkeit	-	-	6,1 GW	5,0 GW	4,6 GW
Steinkohlekraftwerke: Leistungsreduktion aufgrund der Niedrigwassersituation	-	-	- 2 GW	- 3 GW	- 3,75 GW
Netzreserve Verfügbarkeit:	6 GW (100 %)	6 GW (100 %)	4,5 GW (75 %)	4 GW (67 %)	3 GW (50 %)
Gasverfügbarkeit Süd-DE und AT:	100 %	100 %	100 %	75 %	50 %
Lasterhöhung Heizlüfter:	-	-	1,5 GW / 2,5 TWh	1,5 GW / 2,5 TWh	2,5 GW / 5,0 TWh
Gaspreis:	68 €/MWh	200 €/MWh	300 €/MWh	300 €/MWh	300 €/MWh









Lastunterdeckung in Europa und Deutschland

Leistung (GW)

20
18
16
14
12
10
8
6
4
2
0

0 1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 [h] (8760 Stunden entsprechen einem Jahr)

Szenario (+++):
Anzahl Stunden: 91
Energiemenge: 682 GWh
Maximum: 18-19 GW

Anteil Deutschland:
17 bis 53 GWh in drei bis zwölf Stunden
Maximum: 7-8 GW

Szenario (++):
Anzahl Stunden: 18
Energiemenge: 39,6 GWh
Maximum: 6-7 GW

Anteil Deutschland:
0,7 bis 1,0 GWh in ein bis zwei Stunden
Maximum: 0,6-0,7 GW

Szenario (+):
Anzahl Stunden: 14
Energiemenge: 37,5 GWh
Maximum: 6-7 GW

Anteil Deutschland:
keine Lastunterdeckung

Szenario (+++) Szenario (++) Szenario (+)



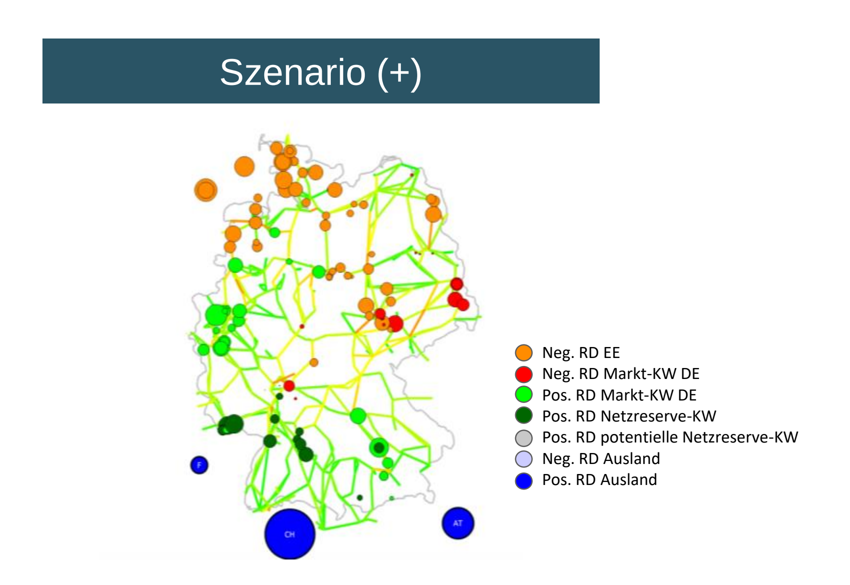






Netzsituation in der kritischsten Stunde (Starkwind/Starklast)

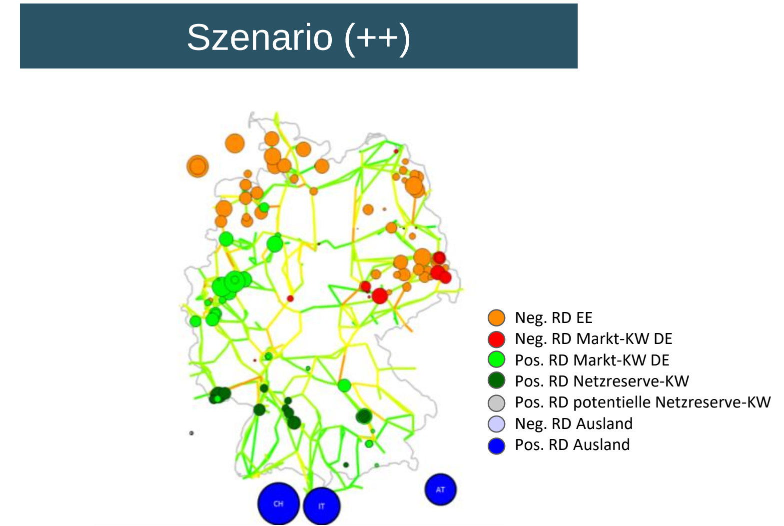
Szenario (+)



- **Gesamt-Redispatch-Bedarf:** 17,5 GW
- In AT werden vertraglich gesicherte 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt

- **Zusätzlicher positiver Redispatch-Bedarf im Ausland von 4,3 GW**

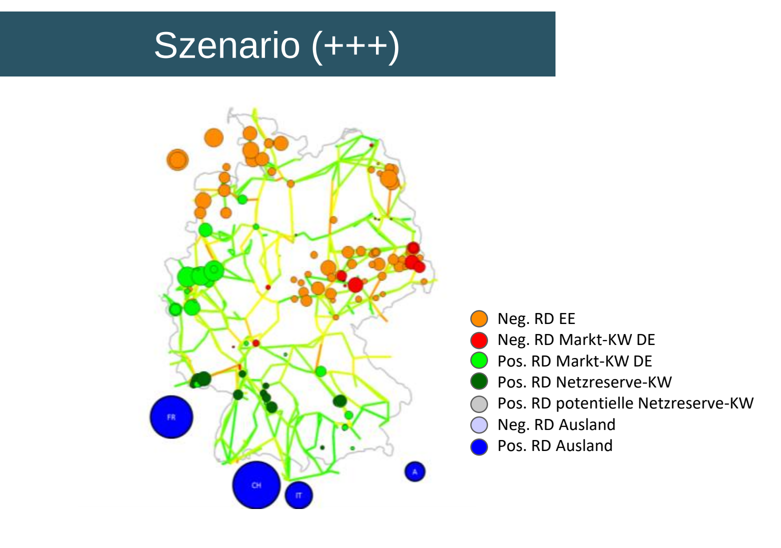
Szenario (++)



- **Gesamt-Redispatch-Bedarf:** 18,2 GW
- In AT werden vertraglich gesicherte 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt

- **Zusätzlicher positiver Redispatch-Bedarf im Ausland von 5,1 GW**

Szenario (+++)



- **Gesamt-Redispatch-Bedarf:** 18,8 GW
- In AT stehen nach Lastdeckung nur noch 0,3 GW zum Redispatch in DE zur Verfügung.

- **Zusätzlicher positiver Redispatch-Bedarf im Ausland von 8,6 GW**

Zur Identifizierung der kritischsten Situation für das Netz wurde innerhalb einer synthetischen Winterwoche eine Starkwind/Starklast-Situation und eine Situation mit geringer Einspeisung aus Erneuerbaren Energien untersucht.
Der **höchste Bedarf an zusätzlichem Redispatch-Bedarf im Ausland** wurde **in einer Stunde der Starkwind/Starklast-Situation** identifiziert. Diese stellt die **kritischste Situation für das Netz** dar.









Lastunterdeckung in Europa und Deutschland mit Lösungsansatz KKW-Streckbetrieb im Szenario (++)

Leistung (GW)

20
18
16
14
12
10
8
6
4
2
0

0 1000 2000 3000 4000 5000 6000 7000 8000 [h] (8760 Stunden entsprechen einem Jahr)

Szenario (+++):
Anzahl Stunden: 91
Energiemenge: 682 GWh
Maximum: 18-19 GW

Anteil Deutschland:
17 bis 53 GWh in drei bis zwölf Stunden
Maximum: 7-8 GW

Szenario (++):
Anzahl Stunden: 18
Energiemenge: 39,6 GWh
Maximum: 6-7 GW

Anteil Deutschland:
0,7 bis 1,0 GWh in ein bis zwei Stunden
Maximum: 0,6-0,7 GW

KKW (++):
Anzahl Stunden: 17
Energiemenge: 38,0 GWh
Maximum: 6-7 GW

Anteil Deutschland:
0 bis 0,2 GWh in null bis einer Stunde

Szenario (+):
Anzahl Stunden: 14
Energiemenge: 37,5 GWh
Maximum: 6-7 GW

Anteil Deutschland:
keine Lastunterdeckung

Szenario (+++) Szenario (++) KKW (++) Szenario (+)



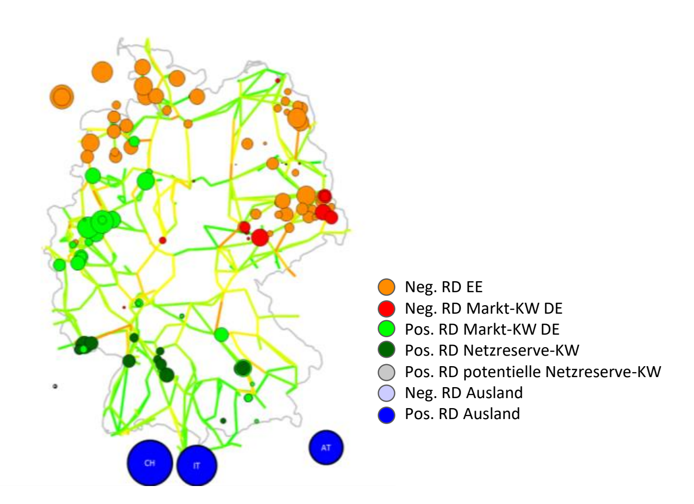






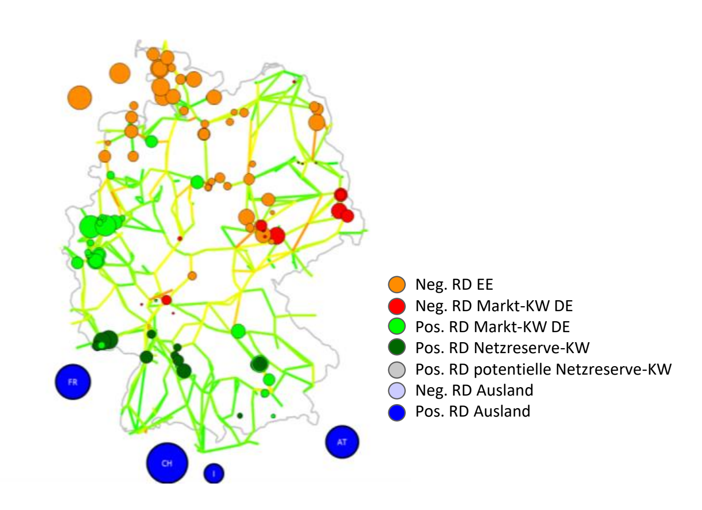
Netzsituation in Deutschland
mit Lösungsansatz KKW-Streckbetrieb in kritischster Stunde

Szenario (++)



- **Gesamt-Redispatch-Bedarf:** 18,2 GW
- In AT werden vertraglich gesicherte 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt
- **Zusätzlicher positiver Redispatch-Bedarf im Ausland von 5,1 GW**

Szenario KKW (++)



- **Gesamt-Redispatch-Bedarf:** 16,8 GW
- In AT werden vertraglich gesicherte 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt
- **Zusätzlicher positiver Redispatch-Bedarf im Ausland von 4,6 GW**









Wesentliche Ergebnisse

- **Leistungsbilanz:** **In allen drei betrachteten Szenarien zeigt sich die Versorgungssituation** im kommenden Winterhalbjahr **äußerst angespannt** - in Europa kann im Strommarkt die **Last nicht vollständig gedeckt** werden.

  In den beiden kritischeren Szenarien (++, +++) treten in einigen Stunden **Lastunterdeckungen auch in Deutschland** auf.

- **Netzsicherheit:** Zum Management von Netzengpässen reichen die inländischen Redispatch-Potenziale in keinem der drei Szenarien aus. Es wird mindestens **5,8 GW gesichertes Potenzial** im Ausland **benötigt**, davon werden 1,5 GW über eine Redispatch-Kooperation mit AT vorgehalten. Darüber hinaus werden derzeit rund 1,6 GW kontrahiert (Ergebnis der Bedarfsanalyse 2022, aktuell laufendes Interessenbekundungsverfahren).

  Dabei ist die tatsächliche Verfügbarkeit dieser Mengen aufgrund der in ganz Europa angespannten Versorgungslage unsicher.

- **Wirkung des KKW-Streckbetriebs im Szenario (++):**
  - **Generelle Wirkung im Markt:**
    - Die drei Kernkraftwerke liefern zusätzlich ca. 5 TWh elektrische Energie.
    - Die Einsparung bei der Stromerzeugung in Gaskraftwerken beträgt im Inland 0,9 TWh_{el} und im europäischen Ausland 1,5 TWh_{el}.
  - **Leistungsbilanz:** Lastunterdeckungen in Deutschland können durch den Streckbetrieb der Kernkraftwerke im Szenario (++) weitestgehend vermieden werden.
  - **Netzsicherheit:** Der Bedarf an Redispatch-Potenzial im Ausland für das Netzengpassmanagement sinkt von 5,1 GW durch den Streckbetrieb der Kernkraftwerke im Szenario (++) um 0,5 GW auf 4,6 GW, bleibt aber kritisch. **In Deutschland sind daher weitere Maßnahmen zum erzeugungs- und lastseitigen Engpassmanagement und zur Erhöhung der Transportkapazitäten im Übertragungsnetz erforderlich.**









Empfehlungen der Übertragungsnetzbetreiber (I)

Nutzung aller Möglichkeiten zur Erhöhung der Strom-Erzeugungs- und Transportkapazitäten wird dringend empfohlen! Im Einzelnen:

1. **Transportkapazitäten erhöhen:** Zusätzliche Potenziale des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes müssen kurzfristig erschlossen werden, um damit die Nord-Süd-Transportkapazität zu erhöhen.
2. **Redispatch-Potential im Ausland in den Fokus nehmen**: Hierfür sind klare und verbindliche Absprachen mit den Nachbarländern erforderlich.
3. **Vertragliches Lastmanagement:** Kurzfristige Potenziale müssen gehoben werden.
4. **Reserven für Stresssituationen breiter nutzbar machen**: Sämtliche Reserven (auch Netzreserve und besondere netztechnische Betriebsmittel) müssen für die bilanzielle Lastdeckung und den Redispatch nutzbar gemacht werden.
5. **Nutzung weiterer Kraftwerkskapazitäten in Stresssituationen absichern**:
   a. Marktrückkehr der Kohlekraftwerke aus der Reserve erleichtern (Genehmigungen, Kostenanerkennungen/Kostenübernahmen).
   b. Alle in einer Stresssituation notwendigen Gaskraftwerke müssen gesichert mit Gas versorgt werden.
   c. Verfügbarkeit der KKW ist ein weiterer Baustein zur Beherrschung kritischer Situationen (siehe Analyseergebnisse).

Für alle Empfehlungen sind kurzfristig gesetzgeberische Tätigkeiten oder hoheitliches Handeln erforderlich.

Sollten all diese Maßnahmen nicht ausreichen, müssten als Ultima ratio Exporte beschränkt oder Großverbraucher kontrolliert und temporär abgeschaltet werden, um die Netzsicherheit aufrecht zu erhalten.









Empfehlungen der Übertragungsnetzbetreiber (II)

Quantifizierung der Wirkungsweisen

	Beitrag zur Lastdeckung		Beitrag zur Netzsicherheit
Transportkapazitäten (um 1 bis 2 GW*) erhöhen	./.		Beitrag zur Verringerung des Redispatch-Bedarfes: abhängig von der Netztopologie
Kurzfristige Potenziale des vertraglichen Lastmanagements heben	1,5 bis 3 GW**		standortabhängig
Reserven breiter nutzbar machen und maximale Verfügbarkeit sicher stellen	6 GW	(Netzreserve***)	./. bereits vollständig gesichert
	1,1 GW	(Kapazitätsreserve) – bereits vollständig gesichert, frühere Aktivierungsmöglichkeit sinnvoll)	standortabhängig
	0,6 GW	(besondere netztechnische Betriebsmittel)	abhängig vom Einsatzkonzept
Marktrückkehr von Kraftwerken sichern****	bis zu 6,7 GW		standortabhängig
Verfügbarkeit der Kernkraftwerke ermöglichen	3 GW 2,75 GW 2,5 GW	(Januar) (Februar) (März)	Beitrag zur Verringerung des Auslands-Redispatch-Bedarfes: 0,5 GW

* quantitative Abschätzung
** Angaben aus externen Studien (Guidehouse/ffe, r2b)
*** verbleibende Netzreserve nach Marktrückkehr
**** Es wurde eine Marktrückkehr aus Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft i.H.v. 6,7 GW als Arbeitshypothese für die Sonderanalysen unterstellt









50Hertz Transmission GmbH
Heidestraße 2
10557 Berlin
E-Mail: info@50hertz.com

Amprion GmbH
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
E-Mail: info@amprion.net

TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth
E-Mail: info@tennet.eu

TransnetBW GmbH
Heilbronner Straße 51 – 55
70191 Stuttgart
E-Mail: info@transnetbw.de







